

СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ И ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

Оцененные параметры собственного шума показывают, что российская аппаратура вполне конкурентоспособна с иностранными аналогами.

Литература

1. Власов А.А., Тейтельбаум Д.В. Опыт применения методики компенсации рассогласования движения верха и низа буровой колонны по данным высокочастотного продольного акселерометра скважинного комплекса СКЛ-А // Каротажник. – 2017. – № 9 (279). – С. 21–28.
2. Расковалов П.С., Фаре А.Н., Власов А.А., Ельцов И.Н. Разработка программного обеспечения для работы с автономными каротажными комплексами и препроцессинга данных // ГЕО-Сибирь-2010. Сборник материалов VI международного научного конгресса. – 2010. – Т. 2. – Ч. 2. – С. 33–36.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ТЕРМОМЕТРИИ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ИНТЕРВАЛОВ ПРИТОКА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

А.С. Мохирева, В.А. Макарова

Научный руководитель к.г.-м.н. А.А. Лукин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Чтобы снизить затраты на добычу трудноизвлекаемой нефти, растёт потребность в использовании горизонтальных скважин, применении комплекса мероприятий по воздействию на пласт, повышающих эффективность добычи нефти (интенсификации притока).

Доля горизонтального бурения значительно увеличилась в общем объёме бурения. В свою очередь, это привело к разработке новых технологий проведения геофизических исследований [2] и интерпретации данных [3]. В настоящее время на практике отечественных и мировых компаниях не существует единых рекомендаций к обработке данных, поэтому эта проблема является достаточно актуальной.

Постановка задачи. С точки зрения контроля за разработкой нефтегазовых месторождений горизонтальная скважина является сложным объектом исследования. Существуют дорогостоящие комплексы исследования ПГИ, такие как байпасные системы Y-tool, которые позволяют получить качественные результаты. Применение специализированной компоновки Y-tool, её монтаж и последующий демонтаж составляют порядка 30 % стоимости ПГИ. Целесообразно применять такую систему исследований, которая включает недорогие комплексы ПГИ, способные решать продуктивные задачи контроля разработки.

В связи с тем, что метод термометрии характеризуется высокой информативностью, он был выбран в качестве основного метода в данной работе. Но для исследования горизонтального ствола существует недостаток – термометрия обладает меньшими возможностями по сравнению с вертикальными скважинами. Главной причиной является малая величина температурных аномалий, связанная с тем, что в горизонтальных скважинах возрастает риск встречи протяжённых интервалов незначительных притоков, а это, в свою очередь, является проблемой распознавания по термограмме интервала поступления флюида.

Задача становится более затруднительной, если проходит нестабильный приток (при компрессировании). Чаще всего по разности кривой термометрии в работающей скважине и фоновому замеру можно определить притоки, но сделать это визуально не представляется возможным т.к. в скважине происходит равномерное распределение температуры, следовательно, не выделяются очевидные аномалии (рис. 1).

Несмотря на описанный недостаток, метод имеет потенциальные возможности в области интерпретации, которые необходимо изучать и реализовывать.

Основной целью данной работы является выделение фактически работающих интервалов поступающего флюида в горизонтальных скважинах. Имеется ряд существенных отличий в процессе оценки горизонтальных и вертикальных скважин, которые мы попытались решить. Опираясь на результаты предыдущих исследований [1], были разработаны шаги для решения задачи, описанные ниже.

Методика расчетов. Для работы были выбраны данные ПГИ за январь 2011 г. на нефтяном месторождении, расположенном в Ханты-Мансийском автономном округе.

Длина горизонтального участка составляет чуть менее 1000 м. Вызов притока проводился с помощью компрессора, метод доставки скважинного прибора к забою осуществлялся комплексом Латераль-2005. Изучение скважины проводилось методами: термометрия, резистивиметрия, влагометрия, термоиндикатор притока, давление и гамма-каротаж.

На первом этапе был рассчитан разностный параметр $dT = T_p - T_\phi$, где T_p – кривая термометрии в работающей скважине при компрессировании (несколько кривых), T_ϕ – фоновый замер [1].

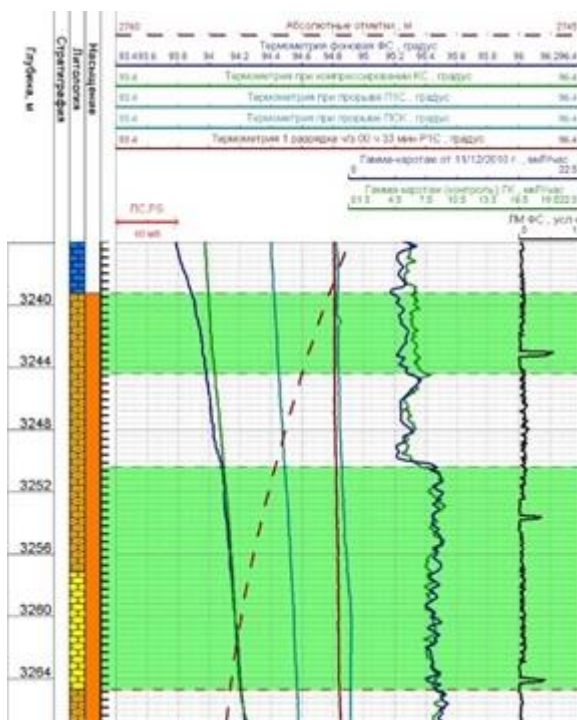


Рис.1 Показания кривых

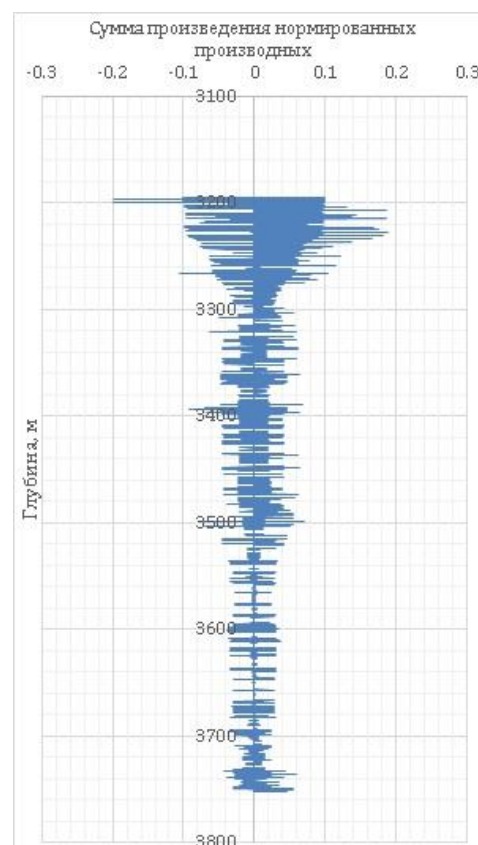


Рис. 2 График суммы произведения нормированных производных

На втором этапе нашей работы были рассчитаны первые производные по глубине:

$$\frac{dT}{dh} = \frac{T_2 - T_1}{h_2 - h_1}.$$

Для корректировки кривых термометрии при компрессировании и прорыве провели нормирование разностного параметра dT для выравнивания вклада каждого замера. В результате полученные значения были умножены на значения первой производной и просуммированы:

$$\sum \frac{dT}{dh} \cdot \frac{X_i - X_{min}}{X_{max} - X_{min}}.$$

На последнем этапе построили график суммы произведения нормированных производных (СПНП) (рис.2).

По полученному графику видно, что ярко выраженные аномалии наблюдаются в начале графика – это объясняется длящимся притоком жидкости в скважину после её остановки. С глубиной аномалии проявляются слабее или вовсе отсутствуют. Резкие и продолжительные скачки аномалий говорят о поступающем флюиде в скважину. В целом, наблюдается работа по всему стволу скважины. При выделении интервалов необходимо принимать во внимание искривление ствола скважины, состав флюида и показания других методов.

Вывод. Метод термометрии является более информативным при диагностике эксплуатационных скважин, несмотря на то, что обработка ее результатов бывает затруднена одновременным влиянием на тепловое поле нескольких процессов. На основании приведенной методики можно повысить эффективность режима работы исследуемой скважины.

Литература

1. Лукин А.А., Гаврилов М.Н., Гаврилова А.С. Дополнительные признаки выделения интервалов притока по данным термометрии // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12. – № 2. – С. 10.
2. Промысловый каротаж в горизонтальных скважинах с многофазным потоком [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.slb.ru/upload/iblock/7e3/215x280_flow_scanner_1225upd.pdf (дата обращения 11.02.2018).
3. Буянов А.В. Количественное определение профиля поглощения в горизонтальных скважинах, вскрывающих низкопродуктивные неоднородные пласты, по результатам нестационарной термометрии // Журнал «ПРОнефть». – 2016.